

Simulation von Störfällen im südosteuropäischen Verbundnetz

Torsten Haase, Manfred Krüger, Harald Weber

Einleitung

Die Energieversorgungsnetze der südosteuropäischen Staaten Bulgarien, Rumänien, Serbien-Montenegro, Griechenland, Mazedonien und Albanien sowie der Republik Srpska in Bosnien-Herzegowina arbeiten im Verbundbetrieb und bilden zusammen das 2. synchrone UCTE-Gebiet. In der Zeit vor 1990 waren Jugoslawien und Griechenland in das westeuropäische Verbundnetz UCTE integriert. Bulgarien und Rumänien waren in das osteuropäische Verbundsystem IPS eingebunden, während Albanien sich im Inselbetrieb selbst versorgte. Grundlegend änderte sich die Situation in den Jahren 1991-1993 während des Krieges auf dem Balkan. Die 380-kV-Unterstation



Bild 1: Gemessene Kraftwerke im Projekt DYSIMAC

Ernestinovo (September 1991) in Kroatien sowie die 380-kV-Adria-Leitung Kojnsko–Mostar (Juni 1992) wurden zerstört. Somit war es nicht mehr möglich, den UCTE-Verbundbetrieb in Jugoslawien und Griechenland aufrechtzuerhalten, da beide 380-kV-Leitungen in Richtung Süden nicht mehr in Betrieb waren. Nach der Trennung verblieben die Netze Sloweniens und Kroatiens sowie Teile Bosnien-Herzegowinas im UCTE-Verbundnetz. Die weiteren Netze von Ex-Jugoslawien, Albanien und Griechenland bildeten ein eigenes Verbundnetz, in das 1994 Rumänien und 1996 Bulgarien integriert wurden. Für die Zukunft wird der Wiederanschluss des südosteuropäischen Netzes an das UCTE/CENTREL-Netz angestrebt. Die in den genannten Ländern ansässigen Energieversorgungsunternehmen planen in diesem Zusammenhang umfangreiche Maßnahmen zur Modernisierung der Kraftwerke und Netze. Derzeit arbeiten die Universitäten von Skopje, Belgrad und Rostock zusammen am Projekt DYSIMAC, um das statische und dynamische Verhalten der Kraftwerke und des Verbundnetzes für verschiedenste Szenarien und Störfälle zu untersuchen. Das Projekt DYSIMAC wird gefördert durch den Deutschen Akademischen Austauschdienst (DAAD) im Rahmen des Stabilitätspaktes für Südosteuropa im Programm „Akademischer Neuaufbau Südosteuropa“. Im Rahmen des Projektes wurden die mazedonischen Wasserkraftwerke Vrutok (4 x 37,5 MW, Pelton), Tikves (4 x 23 MW, Francis) sowie die serbischen Wasserkraftwerke Zvornik (4 x 24 MW, Kaplan), Bajina Basta (4 x 95 MW, Francis) und Djerdap (6 x 190 MW, Kaplan) untersucht. Bild 1 zeigt die geographische Lage der gemessenen Anlagen. Die Untersuchung erfolgte in der prinzipiellen Reihenfolge: Modellbildung der wichtigsten Anlagenteile, Betriebsmessungen im Verbund- und Inselbetrieb mit LabVIEW, Identifikation der Kraftwerksparmeter (mittels Least-Square-Methode) mit Matlab/Simulink und Simulation mit der Netzberechnungssoftware DiGSILENT PowerFactory. Die so erstellten Kraftwerksmodelle (ohne Djerdap) wurden in ein detailliertes Modell des 2. synchronen UCTE-Netzes eingebaut, welches neben den wichtigsten Kraftwerksblöcken auch die Verbraucherschwerpunkte im 380/220-kV-Netz enthält. Weiterhin sind alle dynamischen Komponenten der thermischen Kraftwerke (Turbinenregler, Spannungsregler, Erzeugungseinheiten) implementiert. Anhand dieses Netzmodells und aufgezeichneter Störfälle im Verbundnetz ist es möglich, das Primärregelverhalten des Netzes und der einspeisenden Kraftwerke zu untersuchen.

Simulation des Kraftwerks Bajina Basta

Beim Wasserkraftwerk Bajina Basta handelt es sich um ein Laufwasserkraftwerk, das am Grenzfluss Drina zwischen Serbien-Montenegro und Bosnien-Herzegowina liegt. Der Fluss wird an dieser Stelle durch einen 90 m hohen und 461 m langen Betondamm aufgestaut. Die Fallhöhe bei vollem Staubecken mit einer Kapazität $V = 218 \text{ Mio. m}^3$ beträgt $H_N = 65,1 \text{ m}$. Die Ausbauwassermenge des Kraftwerks Bajina Basta ist mit maximal $Q_N = 4 \times 150 \text{ m}^3/\text{s}$ angegeben. Bei den vier Maschinensätzen des Kraftwerks handelt es sich um Francisturbinen-Generatorsätze ($S_N = 100 \text{ MVA}$, $\cos \phi_N = 0,95$, $U_N = 15,65 \text{ kV}$), welche durch vier separate Druckrohre ($l_{Dr} = 80 \text{ m}$) versorgt werden. Jeweils zwei Generatoren sind über je einem Transformator ($S_N = 100 \text{ MVA}$) und einer eigenen ca. sieben km langen 220-kV-Leitung mit der Unterstation Bajina Basta verbunden. Das in DIgSILENT

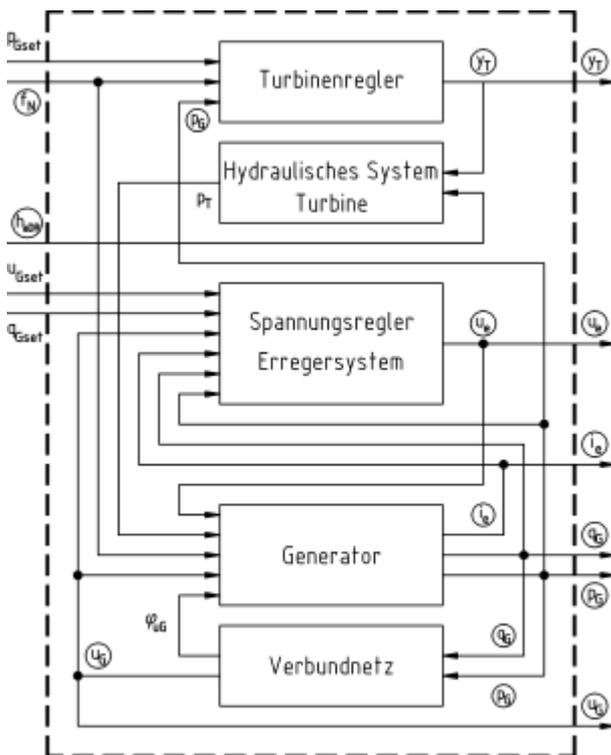


Bild 2: Blockschaltbild HPP Bajina Basta

im hydraulischen Teil in Abhängigkeit vom Leistungssollwert und der mit der Primärregelstatik ($s = 4 \%$) gewichteten Frequenzabweichung vorgibt. Ausgangsgröße des hydraulischen Teils ist die Stellung des Leitapparates. Eingangsgrößen des Spannungsreglers vom Typ GMR3 der Firma ELIN sind in Abhängigkeit vom Betriebsmodus die Spannung, Blindleistung und Wirkleistung sowie deren Sollwerte. Die Erregung des Generators erfolgt statisch über Thyristoren. In Bild 3 wird ein Vergleich von Messung und Simulation für einen Versuch im Verbundnetzbetrieb gezeigt. Zu sehen ist, wie der Sollwert für die Wirkleistung nach $t_1 = 48 \text{ s}$ mit $p_G = 0,90 \text{ p.u.}$ und nach $t_2 = 108 \text{ s}$ mit $p_G = 0,95 \text{ p.u.}$ vorgegeben wird. Die Wirkleistung konnte aber nicht auf den vorgegebenen Sollwert geregelt werden, da bei der Messung die Stellung des Guide Vanes durch eine mechanische Begrenzung auf 80 % festgesetzt war. Diese Begrenzung wurde erst nach $t_3 = 165 \text{ s}$ aufgehoben. Nach $t_4 = 210 \text{ s}$ wird der Setpoint sprunghaft auf $p_G = 0,70 \text{ p.u.}$ gesetzt. Durch die im Versuch vorgenommene Erhöhung und Verringerung des Leistungssollwertes lassen sich neben der hydraulischen Größe Druck insbesondere die mechanischen Größen wie die Bewegung des Governors und des Guide Vanes in öffnende und schließende Richtung gut simulieren. Der Sollwert der Blindleistung wird nach $t_5 = 228 \text{ s}$ auf $q_G = 0,10 \text{ p.u.}$ eingestellt. Auch die Nachbildung der elektrischen Größe Spannung des Modells ist sehr gut. Das in DIgSILENT erstellte dynamische Modell für das HPP Bajina Basta ist in der Lage, den gesamten Arbeitsbereich des Kraftwerks korrekt zu beschreiben.

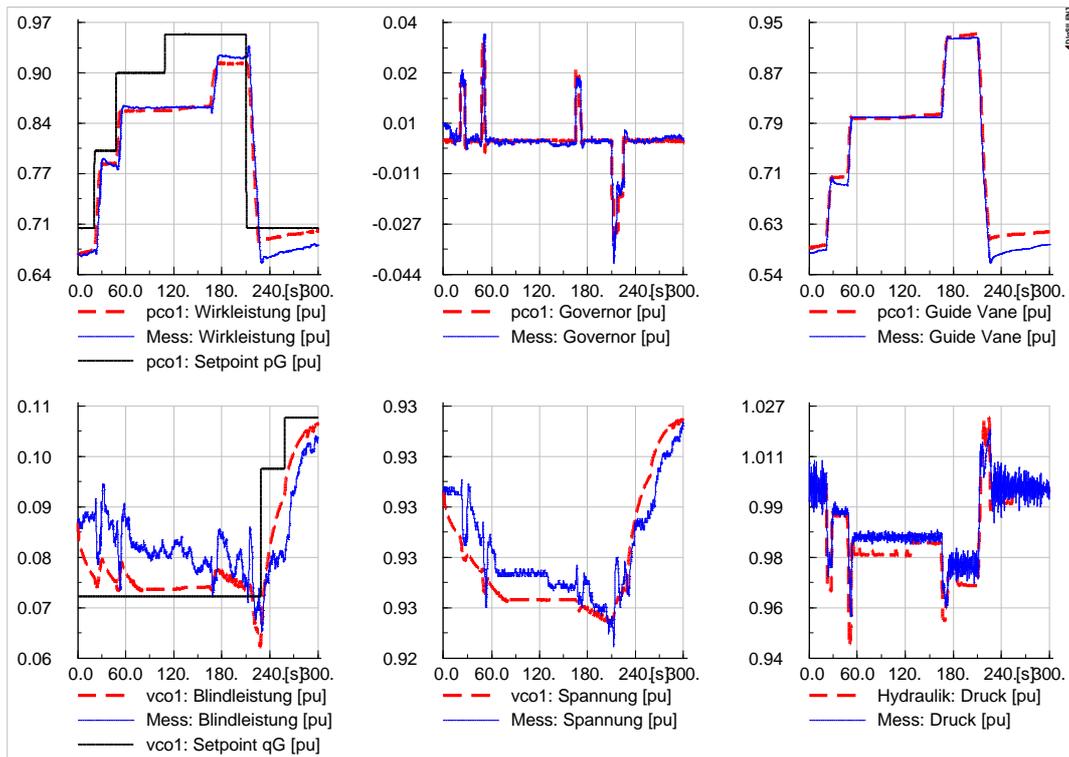


Bild 3: Vergleich Messung (—) und Simulation (---) im HPP Bajina Basta

Das Regelverhalten des 2. synchronen UCTE-Netzes

Eine wichtige Voraussetzung für eine bedarfsgerechte Energieversorgung in der UCTE ist der Erhalt des momentanen Gleichgewichts zwischen Erzeugung und Verbrauch. Der wesentliche Parameter für die Qualität ist die Einhaltung der Frequenz. Prinzipiell wird die Netzfrequenz ständig gemessen und mit dem Sollwert von 50 Hz verglichen. Im Falle einer Frequenzabweichung wird über den Primärregler eine Verstellung des Turbineneinlassventils in öffnende oder schließende Richtung bewirkt. So wird durch die Primärregelung die Turbinenleistung erhöht bzw. verringert, um einer Frequenzabsenkung bzw. -erhöhung entgegenzuwirken. Die durch die Wirkung der Primärregelung auftretende bleibende Frequenzabweichung wird erst mit der integral wirkenden Sekundärregelung wieder auf Null zurückgeführt. Die Primärregelleistung sollte im gesamten Netz gleichmäßig verteilt sein. Außerdem sollte der Ausfall des größten Kraftwerksblockes im Netz kompensiert werden können. Für diese Untersuchung wurde eine Primärregelreserve im gesamten 2. synchronen UCTE-Netz von 750 MW zu Grunde gelegt. Die Einstellung der Primärregelreserve erfolgte nach UCTE-Richtlinien. Die Aufteilung der Regelleistung entspricht in etwa dem Verhältnis der installierten Kraftwerksleistung der einzelnen Netzbetreiber zur gesamten installierten Leistung im 2. synchronen UCTE-Netz. In der Tabelle sind die installierten Kraftwerksleistungen sowie die eingestellte Primärregelreserve dargestellt. Die Primärregelreserve von Mazedonien wird von Serbien-Montenegro bereitgestellt, da beide in der Regelzone JIEL (SiM, MK, Rep. Srpska) liegen.

| Teilnetz | Installierte Kraftwerksleistung [MW] | Primärregelreserve [MW] |
|--------------------------|--------------------------------------|-------------------------|
| Albanien (AL) | 895 | 19 |
| Bulgarien (BG) | 6.570 | 162 |
| Griechenland (GR) | 5.750 | 186 |
| Mazedonien (MK) | 1.080 | 0 |
| Rumänien (RO) | 8.120 | 205 |
| Serbien-Montenegro (SiM) | 5.760 | 178 |

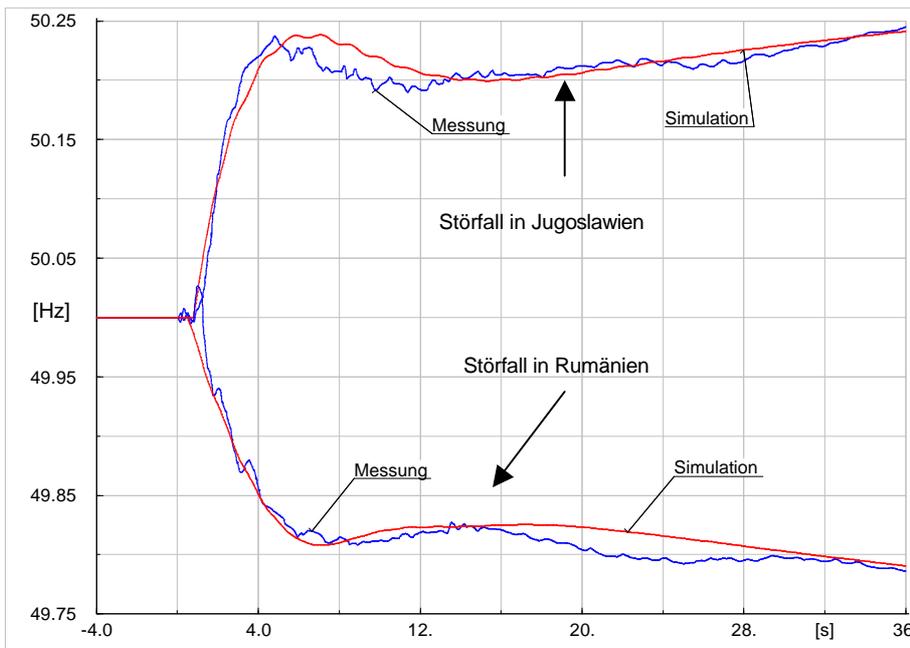


Bild 4: Vergleich Messung und Simulation der beiden Störfälle

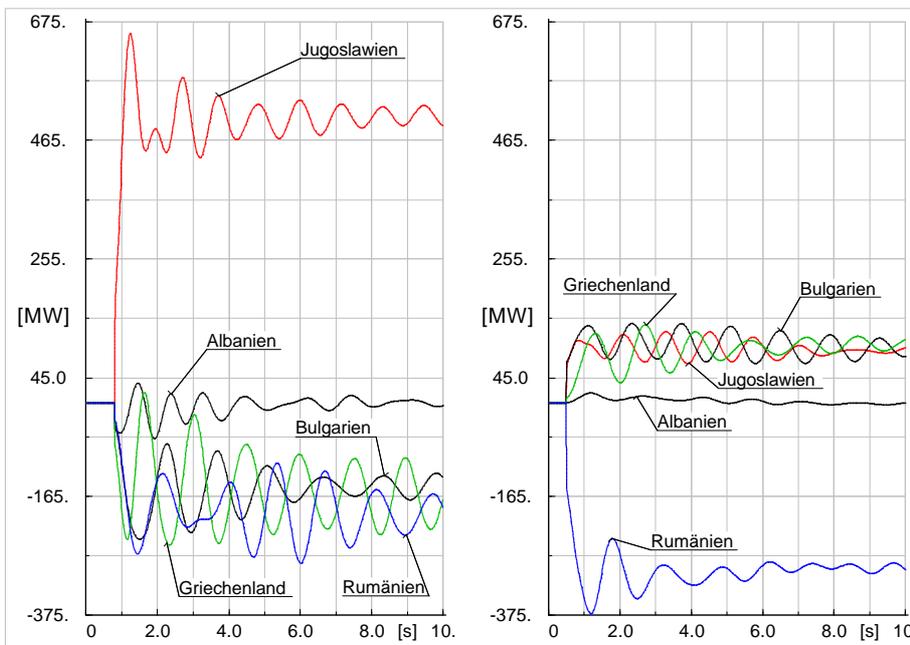


Bild 5: Simulation der Austauschleistungen der Regelblöcke: links Störfall in Jugoslawien, rechts Störfall in Rumänien

slawien eine Netzstatik von 16 %. Im UCTE/CENTREL-Netz liegt die Netzstatik bei etwa 14 %. In Bild 5 sind die simulierten Verläufe der Austauschleistungen der fünf Regelblöcke im 2. synchronen UCTE-Netz für beide Störfälle dargestellt. Deutlich sind die Wirkleistungspendelungen zwischen einzelnen Netzen, insbesondere zwischen Griechenland und Rumänien, zu erkennen.

Verfasser

Dipl.-Ing. Torsten Haase, cand. Ing. Manfred Krüger, Prof. Dr.-Ing. Harald Weber
 Universität Rostock, Fakultät für Informatik und Elektrotechnik
 Institut für Elektrische Energietechnik

E-Mail: torsten.haase@etechnik.uni-rostock.de harald.weber@etechnik.uni-rostock.de

Bei den untersuchten Störfällen handelt es sich um den Ausfall eines 450-MW-Blockes im rumänischen Kraftwerk Rovinari im Februar 2000 und einer Verbraucherabschaltung in Jugoslawien (670 MW) im November 1999. Einen Vergleich der simulierten Frequenzkurven mit den Messkurven zeigt Bild 4. Das Modell kann die maximalen sowie die bleibenden Frequenzabweichungen gut nachbilden. Beim Ausfall des 450-MW-Blockes in Rovinari ergibt sich nach ca. 35 s eine Frequenzabweichung von -220 mHz während bei der Verbraucherabschaltung in Jugoslawien nach ca. 35 s eine Frequenzabweichung von $+250$ mHz auftritt. Aufgrund der fehlenden Informationen über den Lastflusszustand vor den Störungen, wurde bei der Simulation von gleichen Verhältnissen ausgegangen. Daher kommt es zu unterschiedlichen Ergebnissen bei der Berechnung der Netzstatik. Für den Ausfall des Kraftwerks in Rumänien ergibt sich eine Statik von 21 % und für die Abschaltung der Verbraucherlast in Jugoslawien eine Netzstatik von 16 %.